

**UM MODELO PARA ANÁLISE DE IMPACTOS DA
INTEGRAÇÃO INTERNA DE MERCADOS
REGIONAIS DE ELETRICIDADE NO BRASIL¹****Rogério Silva de Mattos²****RESUMO**

O artigo desenvolve uma metodologia para análise de cenários de integração dos mercados regionais de eletricidade dentro do Brasil. Para tanto, usa-se um amplo modelo inter-regional de insumo-produto para a economia brasileira com 16 setores e 27 UFs. Dado um cenário de integração, o modelo permite calcular os impactos sobre o consumo total de eletricidade (*cte*) e decompô-los em fatores estruturais, como intensidade de uso de eletricidade, grau de consumo local e sensibilidade relativa aos coeficientes de uso local versus inter-regionais (fator delta). Um cenário de redistribuição uniforme dos consumos locais de eletricidade para outras regiões é configurado e seus efeitos sobre o *cte* calculados. A metodologia permitiu identificar dois padrões de setores relevantes impactando positivamente o *cte*: a) setores eletro-intensivos e b) setores pouco intensivos, mas com fator delta muito negativo. A capacidade de identificar os últimos é uma contribuição relevante da metodologia, que ainda pode ser explorada para diferentes cenários de integração e diversas extensões possíveis do modelo utilizado.

Palavras-chave: integração de mercados; energia elétrica; modelo inter-regional de insumo-produto.

ABSTRACT

The article develops a methodology to analyze scenarios for the integration of regional electricity markets within Brazil. Use is made of a comprehensive interregional input-output model for the Brazilian economy with 16 sectors and 27 federal units. Once a scenario of integration is set up, the model allows to compute the impacts on total electricity consumption (*tec*) and to decompose them into structural factors, like electricity intensity, degree of local use, and relative sensibility to the coefficients of local versus inter-regional energy use (delta factor). A scenario of uniform redistribution of local consumption towards other

1 O autor agradece o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais – FAPEMIG para o desenvolvimento desta pesquisa e as ajudas de Victoria Scalfani Pujatte e de Fernando Salgueiro Perobelli, sem no entanto comprometê-los com as opiniões aqui expressas.

2 Universidade Federal de Juiz de Fora - Faculdade de Economia - Departamento de Economia - rogerio.mattos@ufjf.edu.br

regions is set up and its tec impacts measured. The methodology allowed to identify two patterns of sectors positively impacting tec: a) electro-intensive and b) low-intensive but with highly negative delta-factors. The ability to identify the last sector group is a major contribution of the proposed methodology, which is able yet to be explored in the analysis of different scenarios and through many possible extensions of the model.

Keywords: markets integration; electricity; input-output interregional model.

1. INTRODUÇÃO

A partir da experiência britânica nos anos 80, muitos países desenvolvidos e em desenvolvimento passaram a reestruturar seus setores elétricos. A preocupação central era obter maior eficiência dos setores que proporcionassem preços competitivos para os consumidores e suprimento de eletricidade com níveis elevados de qualidade e segurança. O componente nuclear dessas reformas foi a introdução de maior concorrência, tanto no atacado (geração e transmissão) quanto no varejo (distribuição) (Mendonça e Dahl, 1999). Para isso, importantes mecanismos foram acionados, como desverticalização da cadeia de fornecimento, privatização de empresas, formação de mercados atacadistas de eletricidade e, de particular interesse para este artigo, a integração espacial dos mercados de eletricidade.

A literatura de economia da energia apresenta ampla discussão teórica e empírica sobre integração de mercados de eletricidade, englobando aspectos de comportamento econômico, regulatórios e de natureza institucional (Pellini, 2012). No entanto, existem poucos estudos que avaliem os impactos que cenários de maior integração dos mercados de eletricidade tendem a produzir. Por exemplo, uma questão importante diz respeito a qual o efeito que a integração irá produzir sobre o consumo total de eletricidade do mercado integrado e expandido. Espera-se da integração um aumento de bem estar ou de produtividade, refletido num aumento do consumo de eletricidade a preços menores. Mas isto conflita com as preocupações atuais com conservação de energia e impactos ambientais decorrentes da emissão de CO_2 , às quais interessam que os efeitos sobre o consumo de eletricidade sejam os mais moderados possíveis. Essas questões vêm ganhando crescente relevância diante do recente agravamento das condições climáticas brasileiras e seus impactos hidrológicos que, por sua vez, têm levado ao uso mais intenso de usinas termelétricas (mais caras e poluidoras) para o abastecimento interno dos mercados de eletricidade (ONS, 2013).

O processo de integração de mercados de eletricidade adquire

para o Brasil duas dimensões: uma externa e outra interna. No plano externo, o Brasil vem interagindo e negociando com outros países da América do Sul para interconectar seus sistemas elétricos, um processo em evolução permanente, embora com idas e vindas (Fuser, 2015). No plano interno, o país veio nas últimas décadas realizando investimentos para expandir sua rede de transmissão de eletricidade e através disso vem completando a interligação dos diversos sistemas elétricos regionais, antes isolados. Isso está viabilizando uma maior integração entre os mercados regionais de eletricidade dentro do país e é neste processo de integração interna que este trabalho está focado.

Devido às suas particularidades, esse processo oferece um terreno fértil para o exame das questões mencionadas acima. Primeiro, porque as dimensões continentais brasileiras abrangem uma área de mais de 8 milhões de km² (maior do que a Europa Ocidental) com distâncias de milhares de quilômetros entre usinas geradoras (em sua maioria hidrelétricas) e centros consumidores. Isto requer uma malha física com extensas linhas de transmissão. Segundo, ao passo que em países como os europeus os setores elétricos integrados são administrados de forma coordenada por operadores independentes e há mais de um órgão regulador, no Brasil o amplo sistema interligado, que opera mais de 96% da capacidade de geração (ONS, 2013), é gerenciado por um único operador e há apenas um órgão regulador. Terceiro, embora os consumidores residenciais e pequenos negócios sejam cativos de distribuidoras locais, agentes econômicos que operam acima de 500 kva são livres para comprar eletricidade de fornecedores em outras regiões. Esta estrutura se completou recentemente, quando os subsistemas isolados na Região Norte finalmente se interligaram com o sistema nacional. Embora este sistema vasto geograficamente e amplamente interconectado seja um tanto novo, já ocorre intensa atividade de grandes players do mercado, como geradoras, distribuidoras e empresas comercializadoras de eletricidade, competindo por clientes pelo país afora.

Esses aspectos trazem a perspectiva de que mudanças aconteçam na economia brasileira em resposta à maior integração interna de seus mercados regionais de eletricidade. Em particular, uma consequência da integração de mercados é mudar as interdependências intra e inter-regionais dos outros setores econômicos com o setor elétrico. Isto acontece porque setores de atividade em diferentes regiões do país, que são normalmente atendidos por uma distribuidora de eletricidade local, poderão estar realocando sua aquisição de eletricidade para fornecedores de outras regiões. Este artigo estuda os efeitos de um cenário de maior integração de mercados sobre o consumo total de eletricidade (*cte*) da economia brasileira. O foco sobre esta variável é relevante porque, do movimento amplo de realocação espacial das compras de eletricidade viabilizado pela integração dos mercados,

pode resultar aumento ou diminuição do *cte*. Isso tem diferentes implicações para as questões de conservação de energia e preservação ambiental como mencionado antes. Além disso, os diferentes resultados relacionam-se ao padrão estrutural de interdependências apresentado por cada economia. Há economias que são propensas a responder com maior *cte* a um cenário de maior integração dos seus mercados regionais de eletricidade e outras não. Como se verá aqui, a economia brasileira é do tipo levemente propensa.

Para a realização do estudo, foi desenvolvida uma metodologia que permite avaliar impactos de diferentes cenários de integração, na forma de redistribuição espacial dos coeficientes de uso energético, sobre o *cte* da economia brasileira. Esta metodologia é baseada num modelo inter-regional de insumo-produto estendido com um módulo de determinação do consumo setorial de eletricidade, semelhante ao utilizado por Alcântara e Padilha (2003) para identificação de setores chave em termos de consumo de eletricidade. O estudo foi viabilizado pela disponibilidade de uma matriz de insumo-produto inter-regional ampla, composta por 16 setores econômicos e 27 estados, construída por Haddad e Perobelli (2005) usando dados para o ano de 2004.

O artigo está organizado da seguinte forma. Além desta introdução, há 6 seções. A seção 2 apresenta breve revisão da literatura sobre integração de mercados de eletricidade e sobre o uso de modelos quantitativos para análise de seus impactos. A seção 3 faz uma breve descrição das características da integração interna do setor elétrico brasileiro. A seção 4 descreve a metodologia baseada no modelo inter-regional e sua extensão para determinação do consumo de eletricidade, além de apresentar formas como esse modelo pode ser usado para analisar impactos sobre o *cte* na economia, decorrentes de cenários de maior integração dos mercados de eletricidade. A seção 5 apresenta a aplicação empírica e discute os resultados. Finalizando o artigo, a seção 6 apresenta considerações finais.

2. LITERATURA

Pelini (2012) apresenta uma abrangente revisão da literatura de integração de mercados de eletricidade. A autora aponta uma crescente literatura sobre o assunto que pode ser dividida em três correntes principais. A primeira consiste de trabalhos teóricos que analisam o impacto da integração sobre o poder de mercado na geração. A segunda constitui-se de trabalhos empíricos que apontam a ineficiência dos mecanismos de leilões explícitos para alocar as capacidades de interconexão além-fronteiras um dia à frente. A terceira agrega análises empíricas do impacto de se introduzir leilões implícitos ou capacidade de transmissão além fronteira sobre o bem-estar social de mercados recém integrados. Dado que a revisão feita por Pelini (2012) é bem

recente, não se faz necessário replicá-la em detalhes aqui, até porque este trabalho não se insere em nenhuma dessas correntes.

De fato, este artigo se preocupa com os impactos que um movimento de maior integração de mercados de eletricidade pode produzir, em diferentes setores e regiões, dentro de uma mesma economia. Portanto, assume de antemão que algum mecanismo de interconexão física e articulação institucional, entre diferentes mercados de eletricidade, dentro de uma mesma área geográfica ocupada por um país já foi implementada. A partir disso, busca-se medir os efeitos sobre o *cte* da economia desse país decorrentes de cenários de maior integração¹. Nesse sentido, a literatura mais relevante para este trabalho relaciona-se com o uso de modelos para análise de impactos aplicados ao fenômeno da integração interna de mercados de eletricidade. A pesquisa bibliográfica feita identificou poucos estudos dessa natureza, valendo destacar apenas dois trabalhos.

O primeiro, de Alcantara e Padilha (2003), desenvolve um modelo de insumo-produto nacional visando identificar setores-chave segundo a relevância para o *cte* da economia espanhola. Esse estudo, embora não foque em questões de integração de mercados, serviu como principal referência para o modelo desenvolvido neste artigo e para a abordagem analítica, que busca identificar setores e regiões relevantes para o *cte* sob um cenário particular de integração. O segundo trabalho, de Liang et al (2007), usa um modelo multi-regional de insumo-produto, que é mais limitado em termos de detalhe de informação do que um modelo inter-regional (ver Muller e Blair, 2009). Esse estudo também não foca em integração de mercados, mas desenvolve uma metodologia para análise de cenários de aumento da eficiência energética nos anos de 2010 e 2020 e seus impactos sobre os requerimentos de energia e as emissões de CO₂ para oito grandes regiões da China.

3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Desde meados da década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem sendo reestruturado nos moldes do modelo britânico. Uma boa descrição dos desafios enfrentados na reestruturação do SEB foi feita por Mendonça e Dahl (1999) e Araújo *et al* (2008). Para os fins deste artigo, cabe destacar as seguintes características do setor:

1 Grande parte da literatura sobre integração de mercados de eletricidade se preocupa com a integração entre países (*cross-country*) e não dentro de um mesmo país, como é o caso do presente artigo. É importante ter isso em mente porque o foco aqui é apenas sobre as respostas de mercado às possibilidades de maior integração, não cabendo (dadas as especificidades brasileiras tratadas na próxima seção) analisar outras questões típicas tratadas na literatura como a compatibilização de diferentes sistemas de regulação e a interação de diferentes operadores. Para mais detalhes, ver Rosenhart et al (2005) e Pelini (2012).

a) atuam empresas estatais e privadas nos três segmentos de geração, transmissão e distribuição; b) há um ambiente de contratação livre (mercado atacadista), operado pela Câmara de Comercialização de Energia (CCE) e do qual participam as empresas do setor e consumidores livres (que operam acima de 500 kva); c) os consumidores residenciais e os pequenos negócios (que operam abaixo de 500 kva) são cativos de distribuidoras de eletricidade locais, o que configura o Ambiente de Contratação Regulada e que é regulado por um único órgão, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; d) o sistema elétrico constitui-se de uma crescente malha física distribuída por ampla área geográfica. Em 2011, a malha chegava a 103,4 mil quilômetros de linhas de transmissão e já era praticamente interligada por completo (apenas 3,4% da capacidade de geração no país situava-se em sistemas isolados), constituindo assim o Sistema Interligado Nacional (SIN); e) o SIN é gerenciado por um único operador, o Operador Nacional do Sistema (ONS).

Rosehart et al (2005) e Pelini (2012) destacam que essa última característica (único operador), já atingida pelo SEB, é um dos grandes desafios da integração dos mercados de eletricidade entre diferentes países. Nenhuma das vantagens advindas da integração será aproveitada se os diferentes operadores não se coordenarem ou cooperarem entre si. Neste sentido, pode-se dizer que o SEB encontra-se bastante avançado para permitir um pleno aproveitamento da integração dos mercados de eletricidade entre as diversas regiões do Brasil. No entanto, por ser um processo ainda recente, pois em 2007 a extensão da rede de transmissão cobria 88,9 mil km e em 2011 havia expandido para 103,4 mil km, um aumento de 15% em 4 anos (ONS,2013), pode-se dizer que as mudanças na origem regional do fornecimento de eletricidade usado pelas empresas do país ainda estão maturando.

Essas características do SEB permitem que um grande número de consumidores (livres) de eletricidade atuantes em diferentes setores possam realocar espacialmente a sua aquisição de eletricidade. Embora a ampla maioria desses consumidores ainda apresente padrão de consumo predominantemente local (atendido pelas distribuidoras localizadas no próprio estado do consumidor), a constituição atual do SEB permite que vários cenários de aumento da integração dos mercados de eletricidade possam acontecer. Este artigo examina apenas um cenário base (como será discutido na seção 5), mas que permite desenhar perspectivas relevantes para o comportamento do *cte* da economia brasileira e implicações para a política energética, na forma da identificação de setores e regiões para os quais a redistribuição do uso de eletricidade produz maiores impactos sobre o *cte*. Vale ressaltar, porém, que a metodologia é flexível o bastante para permitir a análise de diferentes cenários com redistribuição diferenciada do consumo de eletricidade.

4. METODOLOGIA

O componente central da metodologia é um modelo inter-regional de insumo-produto (MIRIP) para a economia brasileira desagregado por 16 setores de atividade e 27 unidades federativas (UFs) estendido com um módulo de determinação do consumo de eletricidade. Esse modelo permite avaliar os impactos decorrentes de cenários de ampliação da integração regional dos mercados de eletricidade. A configuração do modelo aqui adotada é semelhante à de Alcántara e Padilha (2003), ao passo que a aplicação de cenários se aproxima daquela feita por Liang et al (2007) para a economia chinesa. O restante desta seção descreve o modelo e suas possibilidades de aplicação para os propósitos do artigo.

4.1. Modelo Interregional de Insumo-Produto

Um modelo de insumo-produto, segundo a versão introduzida por Leontieff (1941), retrata as relações econômicas entre vários setores da economia de uma dada região. Assim, permite comparações entre as estruturas de interdependência setorial de diferentes economias e viabiliza as chamadas análises de impacto, que são estudos onde se busca medir reações das demandas setoriais da economia frente a cenários específicos de alterações na demanda final por bens e serviços e/ou de alterações nos parâmetros do modelo. Izard (1951) ampliou o modelo de Leontief criando o chamado modelo inter-regional de insumo-produto, onde se admite a existência de várias regiões. Dessa forma, é possível estudar a estrutura de interdependência setorial dentro das regiões (intra-regional) e entre as regiões (inter-regional). Esses modelos permitem ainda diversas extensões, como a incorporação de módulos que captam os efeitos das interdependências setoriais/regionais sobre os mercados de energia e, em particular, o de eletricidade¹ (Miller e Blair, 2009).

O modelo inter-regional a ser aqui adotado é composto por n setores de atividade e m regiões, podendo ser representado formalmente como:

$$X = BY \quad (1)$$

onde $B = (I - A)^{-1}$ é a versão inter-regional da matriz inversa de Leontief ou de requerimentos totais, de ordem $(mn \times mn)$, A é a matriz inter-regional de coeficientes técnicos (ou de requerimento diretos), de ordem $(mn \times mn)$, X é um vetor de produção setorial e regional, de ordem $(mn \times 1)$ e Y é um vetor de demanda final setorial e regional, de ordem $(mn \times 1)$. As matrizes B e A são constituídas por m^2 submatrizes regionais, cada uma de ordem $(m \times n)$ que podem ser representadas como:

¹ Deve ser observado que esses modelos medem impactos pelo lado da demanda apenas, ou seja, como se a estrutura de preços fosse dada e a oferta de bens e serviços fosse infinitamente elástica. Assim, os impactos sobre o consumo de eletricidade estudados mais adiante neste artigo referem-se apenas aos efeitos sobre demanda dos consumidores por eletricidade e não consideram, portanto, relações pelo lado da oferta.

$$A^{kl} = \begin{bmatrix} a_{11}^{kl} & \dots & a_{1n}^{kl} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1}^{kl} & \dots & a_{nn}^{kl} \end{bmatrix} \text{ e } B^{kl} = \begin{bmatrix} b_{11}^{kl} & \dots & b_{1n}^{kl} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{n1}^{kl} & \dots & b_{nn}^{kl} \end{bmatrix} \quad (2)$$

onde, $k = 1, \dots, m$ e $l = 1, \dots, m$ são superescritos que indicam a região fornecedora k e a região compradora l , respectivamente. Quando $k = l$, as matrizes em (2) correspondem aos coeficientes de requerimentos (diretos e totais, respectivamente) intra-regionais. Quando $k \neq l$ as matrizes em (2) correspondem aos requerimentos inter-regionais.

4.2 Determinação do Consumo de Eletricidade

A n -ésima linha das matrizes em (2) corresponde ao setor de eletricidade na região k e a n -ésima coluna ao setor de eletricidade na região l . Cada elemento das n -ésimas linhas das matrizes A^{kl} será genericamente representado como e_j^{kl} ($= a_{nj}^{kl}$) e interpreta-se como o requerimento direto de eletricidade (em R\$) produzida pelo setor elétrico em k , para atender à produção de R\$ 1,00 de produto do setor j em l . De forma análoga, cada elemento das n -ésimas linhas das matrizes B^{kl} será genericamente representado como λ_j^{kl} e interpreta-se como o requerimento total (direto + indireto) de eletricidade produzida pelo setor elétrico em k para atender à produção de R\$ 1,00 de produto do setor j em l . É importante observar que essa grandeza não representa o consumo de eletricidade do setor j da região l feito na região k , mas o consumo total de todos os setores da economia (em todas as regiões) induzido pela produção de R\$ 1,00 do setor j em l . Uma versatilidade do MIRIP é que podemos estendê-lo de modo a calcular o consumo de eletricidade de cada setor da economia feito na região k . Essa informação é útil quando o foco de estudo tem a ver com integração inter e intra-setorial de mercados regionais, como é o caso aqui. Assim, para calcular o consumo setorial de eletricidade por região, seguimos abordagem similar à de Lang et al (2007) e estendemos o modelo em (1) incorporando a seguinte equação:

$$C_B = E.B \quad (3)$$

onde C_B é uma matriz de coeficientes de consumo total de eletricidade, de ordem $(mn \times mn)$, e E pode ser vista como uma matriz de coeficientes de comercialização regional de eletricidade, também de ordem $(mn \times mn)$. Cada uma dessas matrizes é formada por m^2 submatrizes regionais, todas de ordem $(n \times n)$, definidas como segue:

$$C_B^{kl} = \begin{bmatrix} cb_{11}^{kl} & \cdots & cb_{1n}^{kl} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ cb_{n1}^{kl} & \cdots & cb_{nn}^{kl} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$E^{kl} = \begin{bmatrix} e_1^{kl} & & \mathbf{0} \\ & \ddots & \\ \mathbf{0} & & e_n^{kl} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Quando $k = l$, os coeficientes de C_B^{kl} e E^{kl} são intra-regionais e quando $k \neq l$, são inter-regionais. Cada elemento de C_B é dado por $cb_{ij}^{kl} = \sum_{s=1}^m e_i^{ks} b_{ij}^{sl}$ e interpreta-se como o consumo total de eletricidade feito na região k pelo setor i da economia (de todas as regiões) para atender à produção de R\$ 1,00 de produto do setor j na região l .

4.3 Impactos da Integração dos Mercados de Eletricidade

O aumento da integração de mercados de eletricidade ocorre quando vários setores da economia trocam o uso local (atendimento local), total ou parcialmente, pelo uso inter-regional (atendimento por fornecedores localizados em outras regiões) de eletricidade. Os impactos que esse movimento produz sobre o *cte* da economia podem ser avaliados pelo modelo inter-regional. O elemento chave para medir isso são os coeficientes e_j^{kl} . Quando $k = l$, e_j^{kk} representa o montante de eletricidade que o setor j na região k adquire dentro de sua própria região, por R\$ 1,00 do seu próprio produto. Quando $k \neq l$, e_j^{kl} representa o montante de eletricidade que o setor j em outra região (região l) adquire da região k (para produção de R\$ 1,00 de produto do setor j em l). É por isso que e_j^{kl} pode ser chamado de coeficiente inter-regional de comercialização de eletricidade e, no caso particular em que $k = l$, o coeficiente e_j^{kk} será aqui chamado de coeficiente de uso local de eletricidade. Deve ser frisado que os termos “local” se refere ao interior de uma região e “inter-regional” ao exterior dessa região (i.e., outras regiões) mas dentro da economia brasileira.

O conjunto de todos os e_j^{kl} 's, de todos os setores em todas as regiões, é formado pelas linhas da matriz A correspondentes aos setores de eletricidade nas m regiões.

Ou seja: $e_j^{kl} = a_{nj}^{kl}$ para $j = 1, \dots, n$; $k, l = 1, \dots, m$.

Extraíndo-se todas as linhas da matriz A correspondentes aos coeficientes (intra e inter) regionais de comercialização de eletricidade e diagonalizando-os, é possível compor as submatrizes regionais

E^{kl} em (5). A partir disso, o *cte* da economia pode ser computado no âmbito do modelo inter-regional da seguinte maneira:

$$cte = \mathbf{1}'_{mn} C_B Y = \mathbf{1}'_{mn} E B Y \quad (6)$$

onde *cte* é um escalar que representa o consumo total de eletricidade na economia e $\mathbf{1}_{mn}$ é um vetor coluna de ordem $(mn \times 1)$ com todos os elementos iguais a 1.

Nota-se que a matriz *B* é uma função não linear dos e_j^{kl} 's (que aparecem dentro da matriz *A*), logo ambas *E* e *B* podem ser afetadas por variações nos coeficientes de comercialização de eletricidade. Isto dá a base para se analisar cenários de maior integração regional dos mercados de eletricidade. Para isso, define-se:

$$D = \left\{ \frac{\partial cte}{\partial e_j^{kl}} \right\} \text{ para } j = 1, \dots, n; \quad k, l = 1, \dots, m, \quad (7)$$

que é uma matriz $(m \times mn)$ de derivadas parciais, as quais podem ser interpretadas como coeficientes de sensibilidade do *cte* à variações isoladas em cada coeficiente regional de comercialização de eletricidade.

Pelo fato de que *B* é uma função não-linear dos e_j^{kl} 's fica difícil estabelecer uma expressão analítica exata para computar os elementos da matriz *D*. No entanto, esta pode ser calculada usando-se algoritmos disponíveis para computação numérica de derivadas (e.g., Chapra e Canale, 1998).

4.4 Cenário de Integração

A caracterização de cenários de integração pode ser feita de diversas formas. A abordagem seguida adotou a hipótese de que o montante de eletricidade cujo uso local é trocado por uso inter-regional corresponde a um percentual de redução no coeficiente de uso local. Este montante, então, é comprado nas outras regiões e sua distribuição entre as mesmas é feita de modo uniforme. Formalmente, o impacto sobre o *cte* da economia produzido pela redistribuição do consumo local do setor *j* na região *l* para as outras regiões pode ser representado pela aproximação matemática da diferencial total:

$$\Delta cte_j^l = \frac{\partial cte}{\partial e_j^{ll}} \Delta e_j^{ll} + \sum_{k \neq l}^{n_k-1} \frac{\partial cte}{\partial e_j^{kl}} \Delta e_j^{kl} \quad (8)$$

Onde Δe_j^{ll} é a variação no coeficiente de uso local na região *l*, Δe_j^{kl} a variação no coeficiente de uso de eletricidade proveniente de outras regiões ($k \neq l$). Ambas essas variações multiplicam as respectivas derivadas parciais, ou coeficientes de sensibilidade, $\partial cte / \partial e_j^{ll}$ e $\partial cte / \partial e_j^{kl}$

A hipótese de redistribuição uniforme do consumo local é especificada da seguinte maneira:

$$\Delta e_j^{ll} = -\gamma e_j^{ll} \tag{9}$$

$$\Delta e_j^{kl} = \frac{-\Delta e_j^{kl}}{m-1} = \frac{\gamma e_j^{kl}}{m-1} \tag{10}$$

onde γ é um parâmetro de integração com valor entre 0 e 1 que tem o papel de descontar um montante do coeficiente de uso local e_j^{ll} . Este montante irá constituir a variação negativa ou redução desse coeficiente. Na expressão (10), calcula-se a variação nos coeficientes de uso em cada uma das outras regiões como uma parcela uniforme do montante descontado do coeficiente local. Substituindo (9) e (10) em (8):

$$\Delta cte_j^l = -\frac{\partial cte}{\partial e_j^{ll}} \gamma e_j^{ll} + \sum_{k \neq l}^{m-1} \frac{\partial cte}{\partial e_j^{kl}} \frac{\gamma e_j^{ll}}{n_k - 1}$$

e pondo em evidência $-\gamma e_j^{ll}$

$$\Delta cte_j^l = -\gamma e_j^{ll} \left[\frac{\partial cte}{\partial e_j^{ll}} - \frac{1}{n_k - 1} \sum_{k \neq l}^{n_k - 1} \frac{\partial cte}{\partial e_j^{kl}} \right] \tag{11}$$

A expressão (11) fornece um meio simples de calcular os impactos sobre o *cte* da economia decorrentes de uma redistribuição uniforme, parametrizada por γ , do consumo local do setor *j* na região *l* na direção de outras regiões. O termo entre colchetes representa a derivada parcial do consumo total da economia em relação ao consumo local do setor *j* na região *l* menos a média das correspondentes derivadas nas demais regiões.

Deve ser frisado que Δcte_j^l não corresponde ao acréscimo de consumo de eletricidade do setor *j* na região *l*. De modo diferente Δcte_j^l é o montante de acréscimo no *cte* produzido pelo movimento que o setor *j* na região *l* faz de redistribuir seu consumo local para outras regiões. Ao fazer isso, o setor induz uma série de efeitos diretos e indiretos sobre a economia que irão resultar no acréscimo do *cte* desta. Este acréscimo representa consumo de eletricidade feito por vários setores da economia, não somente pelo setor *j* da região *l*.

4.5 Fatores Determinantes

O modelo apresentado na equação (11) permite perceber a existência de 3 fatores relevantes que determinam a magnitude de

Δcte_j^l . Definindo $\delta_j^l = \partial cte / \partial e_j^l$ como a sensibilidade do *cte* à mudanças no uso local de eletricidade pelo setor *j* na região *l* e $\bar{\delta}_j^l = \sum_{k \neq l}^{n_k-1} \partial cte / \partial e_j^{kl}$ como a sensibilidade do *cte* a mudanças no uso inter-regional de eletricidade pelo mesmo setor *j* na região *l*, pode-se reescrever:

$$\Delta cte_j^l = -\gamma e_j^l (\delta_j^l - \bar{\delta}_j^l) \tag{12}$$

Observe que:

- a) $\delta_j^l > \bar{\delta}_j^l$ implica que Δcte_j^l é negativo;
- b) $\delta_j^l = \bar{\delta}_j^l$ implica que Δcte_j^l é nulo;
- c) $\delta_j^l < \bar{\delta}_j^l$ implica que Δcte_j^l é positivo.

Para que a integração dos mercados de eletricidade incrementa o *cte*, a sensibilidade deste ao uso local de um certo setor *j* na região *l* tem de ser menor que sua sensibilidade média ao uso inter-regional de eletricidade pelo setor *j* nas outras regiões *k*. Ou seja, os impactos líquidos sobre o *cte* dependem do balanço estrutural da economia entre as sensibilidades do *cte* aos diversos coeficientes de comercialização de eletricidade locais versus inter-regionais.

Isso tudo se refere ao sinal (negativo, nulo ou positivo) dos efeitos sobre o *cte*. No entanto, as magnitudes dependem, além da hipótese de redução adotada (valor de γ), em parte do coeficiente de uso local e em parte da diferença $(\delta_j^l - \bar{\delta}_j^l)$. Doravante, esta diferença será chamada de fator delta.

Ainda é possível reescrever a equação (12) na forma a seguir:

$$\Delta cte_j^l = -\gamma e_j^l \rho_j^l (\delta_j^{ll} - \bar{\delta}_j^l) \tag{13}$$

onde e_j^l é a intensidade de uso de eletricidade (IUE) em relação ao VBP do setor *j* na região *l*, definida como:

$$e_j^l = \sum_{k=1}^m e_j^{kl} \tag{14}$$

e $\rho_j^l = e_j^{ll} / e_j^l$ é o grau de uso local de eletricidade feito pelo setor *j* na região *l*.

Ou seja, o impacto que a realocação uniforme feita pelo setor *j* na região *l* produz sobre o *cte* depende de quatro fatores:

- a) γ - parâmetro de integração (valor entre 0 e 1);

- b) e_j^l - intensidade de uso de eletricidade (valor entre 0 e 1);
 c) ρ_j^l - grau de uso local de eletricidade (valor entre 0 e 1);
 d) $(\delta_j^{el} - \bar{\delta}_j^l)$ - fator delta (valor positivo ou negativo).

Como só o fator delta pode ser negativo, é ele que determina o sinal do impacto sobre o *cte*. No entanto, a magnitude absoluta do impacto depende da combinação de valores dos quatro fatores. Quanto mais eletro-intensivo o setor, maior o impacto sobre o *cte*, e quanto menos, menor. Da mesma forma, quanto maior o grau de uso local de eletricidade, maior o impacto sobre o *cte*, e vice-versa. É importante também perceber que os quatro fatores entram com mesmo peso no âmbito da combinação geométrica representada pela equação (13). Isto equaliza a importância dos fatores e_j^l, ρ_j^l , uma vez que assumem valores dentro do mesmo intervalo (0,1). No entanto, devido à escala de variação do fator $(\delta_j^{el} - \bar{\delta}_j^l)$ ser bem maior, este acaba sendo mais importante também (além de determinar o sinal) na determinação da magnitude absoluta dos impactos sobre o *cte*.

É possível medir o impacto total da redistribuição uniforme ocorrendo simultaneamente em todos os setores de todas as regiões, como:

$$\Delta cte = \sum_{l=1}^m \sum_{j=1}^n \Delta cte_j^l \quad (15)$$

onde Δcte é a variação global, soma de todas as variações do *cte* produzida por todos os setores em todas as regiões. É imediato perceber que é possível computar:

$$\Delta cte_j = \sum_{l=1}^m \Delta cte_j^l \quad j = 1, \dots, n \quad (16)$$

$$\Delta cte^l = \sum_{j=1}^n \Delta cte_j^l \quad k = 1, \dots, m \quad (17)$$

A expressão (16) representa o efeito total produzido pelo setor j de toda a economia, isto é, a soma dos efeitos sobre o *cte* produzidos por esse setor em todas as regiões. A expressão (17), por sua vez, indica o efeito total produzido pela região l , isto é, a soma dos efeitos produzidos por todos os setores da região l . É imediato perceber que $\Delta cte = \Delta cte^l + \Delta cte_j$.

O valor de Δcte em (15) poderá ser positivo, nulo ou negativo, pois representa o efeito líquido dos vários Δcte_j^l . Isso significa que o efeito global de uma maior integração de mercados de eletricidade (medido com um modelo de insumo-produto como o que foi aqui desenvolvido) pode variar de economia para a economia, havendo aquelas cujo impacto total sobre o cte é positivo e outras cujo impacto é nulo ou negativo¹. Isso reforça a importância do tipo de estudo feito aqui com um MIRIP, pois o mesmo pode indicar se o aumento de integração dos mercados de eletricidade no caso brasileiro irá incrementar ou não o cte da economia.

O que está por trás disso é que a equação (13) explicita aspectos importantes do MIRIP para se estudar integração dos mercados de eletricidade. Excetuando o parâmetro de integração γ os cinco fatores restantes da equação (13) podem ser denominados fatores estruturais. Em outras palavras, os aspectos particulares de uma economia ligados ao padrão estrutural das interações intra e inter-regionais de seus setores econômicos se manifestam nos últimos três fatores. e_j^l e ρ_j^l embutem informações de uso direto de eletricidade, mas o fator delta embute informações de toda a economia porque seu cálculo envolve a mediação de todos os coeficientes de requerimento total da matriz B . Isso faz com que o impacto final sobre o cte previsto pelo MIRIP, decorrente de um cenário de maior integração, possa variar quantitativa e qualitativamente entre diferentes economias. Pode haver economias em que o aumento da integração promove aumento do cte e outras em que promove redução. Mais, significa que pode haver economias em que a integração é desfavorável e outras em que é favorável às políticas de conservação de energia elétrica. Como será visto adiante, a economia brasileira é levemente desfavorável.

5. DADOS

O uso do modelo de insumo-produto inter-regional depende da disponibilidade de uma matriz Z , denominada tabela de insumo-produto inter-regional, de ordem $(mn) \times (mn)$ e de um vetor X , de ordem $(mn) \times 1$, de VBPs setoriais. Esses elementos permitem computar os parâmetros do modelo, ou seja, os coeficientes das matrizes A e B e, em decorrência, das matrizes E , C_A e C_B . A partir disso, obtém-se um MIRIP que pode ser usado para a análise pretendida. Este estudo fez uso de uma tabela de insumo-produto inter-regional e de um vetor de VBPs para a economia brasileira desagregados para 16 setores e para

¹ Embora não tenhamos um resultado matemático estabelecendo este fato para o modelo de insumo-produto inter-regional aqui apresentado, em simulações computacionais com o mesmo que fizemos variando aleatoriamente a tabela de insumo-produto inter-regional (que retrata o padrão de interações setoriais intra e inter-regionais), foi possível observar inúmeras situações em que a variação do cte da economia é positivo e inúmeras em que é negativo.

as 27 UFs brasileiras, desenvolvidos por Haddad e Perobelli (2005). Para tanto, esses autores se basearam numa matriz nacional de insumo–produto para 2004 construída por Guilhoto e Sesso (2005 e 2010), a partir de metodologia que usa informações preliminares do Sistema de Contas Nacionais (SCN) do IBGE. A partir dessa matriz nacional, Haddad e Perobelli (2005) combinaram outras informações provenientes do Sistema de Contas Regionais (SCR) do IBGE de 2004 para desenvolver a tabela inter-regional de insumo–produto e o vetor de VBPs.

Foi necessário realizar uma compatibilização entre essas fontes de informação para se obter a relação dos 16 setores de atividade, que está apresentada no Quadro 1. Note que o setor número 16 é o de eletricidade; os demais setores energéticos foram embutidos no setor “Outros”. Embora as fontes apresentassem grau de abertura contemplando maior número de setores, o esforço de *matching*¹ entre elas acabou por reduzir o número a 16. Ainda assim, combinado com o grande número de 27 unidades federativas, a matriz IRIP produzida é de grande escala, de ordem (432×432) e contendo um total de 186.624 células. Portanto, é uma fonte bastante detalhada de interações setoriais intra e inter-regionais para a economia brasileira.

Quadro 1 - Setores do MIRIP, siglas e correspondência com a matriz nacional de insumo–produto de 2004

Nº	Sigla	Setor MIRIP	Setores–Matriz 2004
1	Agro	Agropecuária	1 Agricultura, silvicultura, exploração florestal; 2 Pecuária e pesca;
2	Mine	Mineração e pelotização	3 Petróleo; 4 Minério de ferro
3	Albb	Alimentos e bebidas	6 Alimentos e bebidas
4	Text	Têxtil	8 Têxteis; 9 Artigos do vestuário e acessórios; 10 Artesfatos de couro e calçados
5	Papl	Papel e celulose	12 Celulose e produtos de papel
6	Quim	Química	14 Refino de petróleo e coque; 15 Alcool; 16 Produtos químicos; 22 Produtos e preparados químicos diversos
7	Nmet	Minerais não metálicos	5 Outros da indústria extrativa ; 24 Cimento; 25 Minerais não–metálicos
8	Meta	Metalurgia geral	26 Aço; 27 Metais não–ferrosos; 28 Produtos metalúrgicos
9	Tran	Transporte	53 Transporte, armazenagem e correio
10	Come	Comércio	52 Comércio
11	Spub	Serviços públicos	63 Educação pública; 64 Saúde pública; 65 Administração pública
12	Outr	Outros	7 Produtos do fumo; 11 Produtos de madeira; 13 Jornais, revistas, discos; 23 Artigos de borracha e plástico; 29 Máquinas e equipamentos, inclusive manutenção e reparos; 30 Eletrodomésticos; 31 Máquinas para escritório e equipamentos de informática; 32 Máquinas, aparelhos e material elétrico; 33 Material eletrônico e equipamentos de comunicações; 34 Aparelhos–instrumentos médico–hospitalar, medida e óptico; 35 Automóveis, camionetas e utilitários; 36 Caminhões e ônibus; 37 Peças e acessórios para veículos automotores; 38 Outros equipamentos de transporte; 39 Móveis e produtos das indústrias diversas; 51 Construção; 54 Serviços de informação; 55 Intermediação financeira e seguros; 56 Serviços imobiliários e aluguel; 57 Serviços de manutenção e reparação; 58 Serviços de alojamento; 59 Serviços prestados às empresas; 60 Educação mercantil; 61 Saúde mercantil; 62 Outros serviços; 17 Fabricação de resinas e elastômeros; 18 Farmacêutica; 19 Defensivos agrícolas; 20 Perfumaria, higiene e limpeza; 21 Tintas, vernizes, esmaltes e lacas
13	Limp	Limpeza urbana	Limpeza urbana
14	Gase	Gás encanado	Gás encanado
15	Aesg	Água e esgoto	Água e esgoto
16	Ener	Energia elétrica	Distribuição de energia elétrica

1 É inevitável que, nesse processo de *matching* de diferentes fontes, tenha-se que agregar os dados para muitas regiões e setores. Isso levou a que Haddad e Perobelli (2005) incluíssem dentro do setor “Outros” uma grande diversidade de setores econômicos cujas características energo-intensivas tornariam interessante fazer a análise de suas contribuições individuais sobre o *cte* da economia. Embora isso limite em certa medida o escopo da aplicação descrita adiante na seção de resultados, por outro lado tal limitação poderá futuramente ser contornada na medida em que os dados do SCN/IBGE e do SCR/IBGE possam ser divulgados de forma mais desagregada.

6. RESULTADOS

Esta seção aplica a metodologia da seção 4 para analisar os efeitos de um cenário de maior integração interna dos mercados regionais de eletricidade sobre o *cte* da economia brasileira. Este cenário caracteriza-se pela hipótese de que todos os setores da economia em cada região estão, simultaneamente, redistribuindo 10% de seus respectivos consumos locais de eletricidade para consumo inter-regional proveniente de outras regiões do país. Em termos do modelo descrito na seção 4, isso significa assumir um valor do parâmetro $\gamma = 0,1$. Os impactos sobre o *cte* da economia produzidos por esse cenário são apresentados e analisados nesta seção. Inicialmente, são analisados os impactos agregados referentes ao país, aos setores e às regiões (*cf* equações (15), (16) e (17)). Posteriormente, são analisados em termos desagregados, isto é, observando-se os impactos cruzados entre setores e regiões (*cf* equação (13)). Assim, a Tabela 1 mostra os impactos agregados sobre o *cte* medidos em valores absolutos (monetários¹ de 2004) e relativos (i.e., como percentual do consumo absoluto de eletricidade de 2004²). Junto com os impactos, são apresentados também os valores de consumo de eletricidade (CE) em 2004, o que representa a situação imediatamente antes de se aplicar o choque implícito no cenário. A primeira parte da tabela mostra os resultados para os setores. Em 2004, o Brasil consumia R\$ 57,4 bilhões de eletricidade. A distribuição setorial dos valores absolutos do CE em 2004 mostrava uma concentração no setor Outros e no Setor Elétrico, que juntos respondiam por 47,4% do *cte* da economia. O impacto do cenário sobre o *cte* de toda a economia é R\$ 169,6 milhões, um crescimento bem moderado de 0,3%. A distribuição dos impactos na coluna ΔCE -Abs para os setores replica em geral a distribuição setorial do CE em 2004 e com maiores impactos produzidos pelos setores Outros e Elétrico. Há um destaque adicional, porém, que é o setor de Mineração. Como consequência, os impactos relativos produzidos por cada setor são muito pequenos, variando entre 0,2% e 0,4% de seus respectivos CEs, com

1 No âmbito do SCN/IBGE e do SCR/IBGE, as informações setoriais inclusive do setor de eletricidade são divulgadas apenas em valores monetários. Por essa razão, os impactos sobre o *cte* da economia tiveram de ser computados em R\$ milhões. O ideal para a análise com o modelo aqui proposto é que os dados de consumo inter-regional de eletricidade estivessem disponíveis também em MWh, o que permitiria computar os impactos sobre o *cte* da economia também nessa unidade física de medida. Deve ser salientado, porém, que isso não limita a metodologia aqui proposta uma vez que modelos de insumo-produto podem ser desenvolvidos em uma versão híbrida, que combina informações monetárias com informações físicas, desde que haja disponibilidade de dados para as últimas também. A este respeito, ver Miller e Blair (2009).

2 Como comentado ao final de seção 4, as variações do *cte* do setor *j* na região *l* não representa variação do consumo de eletricidade do setor em questão, mas sim de toda a economia. Ainda assim, optou-se aqui por calcular a variação relativa para se ter uma ideia da grandeza relativa dos impactos produzidos sobre o *cte*.

destaque apenas, como mencionado, para o setor de Mineração que representa 0,8%. Ainda assim, um impacto moderado. Logo, os impactos agregados do cenário de integração sobre os setores não se mostram significativos, embora indiquem crescimento do *cte*.

Quando se olha a segunda parte da Tabela 2, referente às regiões, percebe-se um quadro diferente. Algumas regiões produzem impactos positivos e outras negativos, Norte e Centro-Oeste apresentam impactos médios de -0,1% e -0,3% respectivamente. Por sua vez, as regiões Nordeste, Sudeste e Sul, apresentam impactos médios de 0,2%, 0,4% e 0,6%, respectivamente. As regiões mais prósperas do país, portanto, são as que impactam mais o *cte* num cenário de maior integração (com redistribuição uniforme) dos mercados de eletricidade.

Tabela 1 – Impactos agregados por setores e regiões
(em R\$ milhões de 2004)

Setores	Part.		DCTE		Regiões	Part.		DCTE	
	CE	CE	Abs.	Rel.		CE	CE	Abs.	Rel.
Brasil	57.359	100,00%	169,6	0,30%	Brasil	57.359	100,0%	169,6	0,3%
Agro	1.114	1,90%	1,8	0,20%	Norte	2.923	5,1%	-2,6	-0,1%
Mine	3.575	6,20%	26,9	0,80%	Acre	88	0,2%	-0,6	-0,7%
Albb	2.645	4,60%	6,3	0,20%	Amapá	92	0,2%	-1,1	-1,2%
Text	1.629	2,80%	5,2	0,30%	Amazonas	969	1,7%	3,2	0,3%
Papl	597	1,00%	1,7	0,30%	Pará	1.017	1,8%	5,3	0,5%
Quim	2.261	3,90%	6,4	0,30%	Rondônia	526	0,9%	-7,4	-1,4%
Nmet	1.396	2,40%	4,2	0,30%	Roraima	81	0,1%	-1,5	-1,9%
Meta	2.821	4,90%	11,1	0,40%	Tocantins	148	0,30%	-0,5	-0,30%
Tran	951	1,70%	2,8	0,30%	Nordeste	8082	14,1%	18,7	0,2%
Come	4.255	7,40%	8,6	0,20%	Alagoas	393	0,7%	-1,3	-0,3%
Spub	3.551	6,20%	6,2	0,20%	Bahia	2.841	5,0%	3,2	0,1%
Outr	14.408	25,10%	44,9	0,30%	Ceará	1.090	1,9%	4,6	0,4%
Limp	1.748	3,00%	4,2	0,20%	Maranhão	484	0,8%	1,3	0,3%
Gase	716	1,20%	1,7	0,20%	Paraíba	570	1,0%	2,2	0,4%
Aesg	2.895	5,00%	7	0,20%	Pernambuco	1.327	2,3%	-3,8	-0,3%
Ener	12.799	22,30%	30,8	0,20%	Piauí	200	0,3%	1,5	0,8%
					Sergipe	538	0,9%	7,3	1,4%
					Rio Gr. do Norte	639	1,1%	3,6	0,6%
					Centro-Oeste	5.488	9,6%	-30,7	-0,6%
					Distrito Federal	1.109	1,9%	-6,5	-0,6%
					Goiânia	2.318	4,0%	-11,3	-0,5%
					Mato Grosso	1.231	2,1%	-6,2	-0,5%
					Mato G. do Sul	830	1,4%	-6,6	-0,8%
					Sudeste	31.046	54,1%	125,5	0,4%
					Espírito Santo	1.144	2,0%	-1,3	-0,1%
					Minas Gerais	5.675	10,2%	34,6	0,6%
					Rio de Janeiro	5.856	10,2%	62,9	1,1%
					São Paulo	18171	31,7%	29,2	0,2%
					Sul	9.819	17,1%	58,7	0,6%
					Paraná	3.588	6,3%	36,3	1,0%
					Santa Catarina	2.799	4,9%	11,7	0,4%
					Rio Gr. do Sul	3.432	6,0%	10,8	0,3%

Fonte: Simulações feitas com o modelo de insumo-produto inter-regional descrito na seção 4, o qual foi construído a partir de dados do SCN/SCR/IBGE 2005 (ver também Haddad e Perobelli, 2005).

Nota: CE representa o consumo de eletricidade de cada setor ou cada região. Δ CTE representa o impacto sobre o *cte* produzido pelo respectivo setor da economia ou pela respectiva região no âmbito do cenário de redistribuição uniforme de 10% do consumo cativo feito simultaneamente por todos os setores em todas as regiões.

A Tabela A1 do anexo permite analisar os impactos em termos desagregados, pois mostra os resultados cruzados por setor e UF. As UFs estão agrupadas por macrorregião brasileira, na seguinte ordem: Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Nessa tabela, as linhas dão informações sobre as UFs e as colunas sobre os setores, de modo que a tabela é de ordem 27x16 contendo 432 estimativas de variação no *cte*. Cada célula da tabela foi calculada segundo a expressão (13) e mostra a variação absoluta (em R\$ milhões de 2004) do *cte* da economia em resposta à redistribuição do consumo local feita pelo setor j localizado na UF l . O primeiro aspecto a observar é a grande frequência de impactos pouco significativos (nulos ou quase nulos) produzidos pela maioria dos setores localizados nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. A maioria dos impactos positivos e os de maior magnitude são produzidos por poucos setores nas UFs das regiões Sudeste e Sul, destacando-se o agregado de Outros Setores nas UFs de Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná. Vale destacar ainda os impactos positivo mais fortes produzidos pelos setores Mineração + Pelotização e Energia Elétrica no Rio de Janeiro. Portanto, os maiores acréscimos no *cte* acontecem nas regiões onde se concentra o eixo de desenvolvimento do país e em alguns setores particulares. São de tal magnitude, que compensam as pequenas contrações produzidas pelos diversos setores nas regiões tradicionalmente menos desenvolvidas. Considerando ainda o fato de que a Região Sudeste responde por mais da metade do *cte* da economia brasileira e que boa parte da eletricidade nela consumida é importada de outras regiões, é de se esperar que as pressões de demanda mais intensas sobre o SIN sejam produzidas a partir dela no cenário considerado.

Como o montante de dados é grande, total de 432 estimativas presentes na tabela A1, é interessante analisar os números, levando em conta a decomposição da variação do *cte* em fatores estruturais apresentada na equação (13). Essa decomposição tem a vantagem de permitir caracterizar melhor os setores e identificar grupos relevantes em termos dos impactos sobre o *cte*. A tabela 3 apresenta algumas estatísticas descritivas referentes às 432 observações em termos da variação do *cte* (Δcte_j^l), das intensidades de uso de eletricidade (e_j^l), dos dos coeficientes de uso local (ρ_j^l), e do fator delta.

Tabela 2 - Estatísticas descritivas para *iue*, grau de uso local e fator delta

Estatísticas	Δcet_j^l	e_j^l	p_j^l	$(\delta_j^{ll} - \delta_j^{-kl})$
Mínimo	-5,04	0	0,79	-17.813
Média	0,39	0,06	0,96	-276
Mediana	0,02	0,02	0,99	-5
Máximo	22,01	0,49	1	2.591
Desv.-Padrão	1,81	0,09	0,07	1.352
Cf, Variação	4,62	1,49	0,07	-5

Fonte: Simulações feitas com o modelo de insumo-produto descrito na seção 4 (para Δcet_j^l e $(\delta_j^{ll} - \delta_j^{-kl})$); e dados da matriz de insumo-produto inter-regional de Haddad e Perobelli (2005; para e_j^l e p_j^l).

Obs: Valores calculados a partir de 432 observações para cada variável.

As variações do *cte* assumem valores entre -R\$ 5,04 milhões e R\$ 22,01 milhões. A média é de 0,39, ligeiramente superior à mediana de 0,02 sugerindo uma leve assimetria à esquerda da distribuição de frequência dos valores. Abaixo de 0,02, caem 50% das observações, o que sugere certa concentração de valores à esquerda. No entanto, como será visto adiante, isso resulta da presença de *outliers*. As *iues* variam entre o mínimo de 0 e o máximo de 0,49, portanto cobrindo apenas metade do intervalo admissível de 0 a 1. Note-se pelo valor da mediana que metade das observações de *iues* concentram-se entre 0 e 0,02, indicando forte concentração em valores baixos (uma vez que os restantes variam de 0,02 a 0,49. Isto naturalmente reflete o fato que uma grande maioria dos setores na economia é pouco intensiva no uso de eletricidade, o que também explica a média muito baixa de 0,06. O coeficiente de uso cativo, por sua vez, apresenta valores mais próximos de seu máximo admissível que é 1. Os números variam entre 0,79 e 1, com a média em 0,96 e notadamente a mediana em 0,9995 (o que leva por arredondamento a aparecer como 1 na tabela 3). Ou seja, 50% dos números é 1 ou praticamente igual a 1, indicando forte concentração de valores nessa faixa muito estreita. Revela, portanto, uma predominância de setores com 100% de uso local. Além disso, os setores com menor intensidade de uso local ainda assim apresentam coeficientes acima de 0,79. Finalmente, o fator delta apresenta uma variação dentro de ampla escala de valores, que vai de -17,8 mil a 2,6 mil. A média é 276 e a mediana -5, indicando uma leve assimetria à direita considerando o tamanho da escala de variação.

Num esforço de se detectar *outliers*, alguns setores no espaço que ficavam fora da banda de $-/+ 1,5$ desvios-padrão para o *cte* foram destacados e analisados em separado. Esses setores e as informações correspondentes de variação do *cte*, *iue*, coeficiente de uso local e fator delta estão apresentadas na tabela 3. É um total de 16 setores, que apresentam as mais intensas variações do *cte*. Desses, apenas 2

impactam negativamente o *cte*, nos montantes de -R\$ 3,2 milhões e -R\$ 5 milhões. Já os que impactam positivamente variam de R\$ 3,3 milhões a R\$ 22 milhões. Esses são os setores que demandam mais atenção do ponto de vista das preocupações com conservação de energia. Vale a pena observar alguns aspectos relevantes sobre eles. Primeiro, para 9 setores, o principal fator determinante é o fator delta. Por UF, isto ocorre para: a) MG: Mineração e Outros; b) RJ: Mineração, Serviços Públicos e Outros; c) SP: Outros; d) PR: Comércio e Outros; e) RS: Outros. Note-se que para esses setores, as *iués* são muito baixas, a maior delas é 0,05 para Mineração em MG. Portanto, esses nove setores dentre os destacados se caracterizam por baixas *iués* e elevadas sensibilidades relativas.

Tabela 3 – Setores com impactos destacados sobre o *cte*

Setores	UF	Δcte_j^ℓ	e_j^ℓ	ρ_j^ℓ	$(\delta_j^{\ell\ell} - \bar{\delta}_j^{k\ell})$
Elétrico	RO	-3,2	0,23	1,00	140
Elétrico	GO	-5,0	0,19	1,00	263
Metalúrgico	MG	5,5	0,03	0,79	-2.073
Outros	MG	8,6	0,01	0,94	-8.498
Elétrico	MG	6,9	0,14	1,00	-507
Mineração	RJ	22,0	0,05	0,85	-5.118
Serviços Públicos	RJ	3,2	0,01	0,85	-6.357
Outros	RJ	13,0	0,01	0,89	-17.813
Elétrico	RJ	12,0	0,10	1,00	-1.185
Outros	SP	8,5	0,01	0,85	-10.030
Elétrico	SP	7,0	0,16	1,00	-430
Comércio	PR	5,0	0,02	0,79	-2.609
Outros	PR	11,1	0,01	0,90	-10.918
Elétrico	PR	6,3	0,10	1,00	-599
Elétrico	SC	3,3	0,15	1,00	-228
Outros	RS	3,5	0,01	0,86	-3.856

Fonte: Simulações feitas com o modelo de insumo-produto descrito na seção 4 (para Δcet_j^ℓ e $(\delta_j^{\ell\ell} - \bar{\delta}_j^{k\ell})$); e dados da matriz de insumo-produto inter-regional de Haddad e Perobelli (2005; para e_j^ℓ e ρ_j^ℓ).

Um segundo grupo é formado pelos setores elétricos nas UFs de MG, SP, PR e SC. Estes apresentam sensibilidades relativas menores, variando de -599 a -228, mas *iués* mais elevadas, variando de 0,10 a 0,16. Em todos os casos, os setores elétricos apresentam coeficiente de uso local de 1. Aqui, na análise dos setores destacados, já aparecem dois padrões importantes a se observar numa análise de integração de mercados de eletricidade: setores com sensibilidades relativas muito negativas e setores com *iués* significativas. Esses dois padrões vão aparecer novamente na análise dos setores normais (não destacados), feitas a seguir.

Quando se exclui das 432 observações os 16 setores destacados, sobra um grupo de dados referentes aos demais setores, que serão aqui chamados de setores normais. Para esses setores, a figura 1 apresenta diagramas de dispersão das variações no *cte* (eixos verticais) versus: a) *iués* (e_j^l); b) coeficientes de uso local (p_j^l); e fator delta ($\delta_j^{kl} - \delta_j^{-kl}$) respectivamente. Assim, os gráficos 1.a) e 1.b) não revelam qualquer padrão de correlação entre as variações no *cte* e as *iués* e entre as variações no *cte* e os coeficientes de uso local. No gráfico 1.a), é clara a concentração das *iués* no lado esquerdo e, no gráfico 1.b), dos coeficientes de uso local no lado direito, enquanto as variações no *cte* se espalham por toda a escala vertical de ambos gráficos.

O gráfico 1.c) já mostra padrões de correlação entre as variações no *cte* e no fator delta. No entanto, aparecem dois padrões, como se fossem duas nuvens de pontos superpostas. Ambas com uma inclinação negativa, só que uma mais inclinada do que outra. Quando o fator delta é insignificante, isto é, muito perto de zero, há um conjunto de pontos alinhado quase verticalmente (uma leve inclinação para a esquerda). É possível também perceber um comportamento de vários pontos formando uma nuvem mais inclinada que se espalha por toda a extensão de variação do fator delta. Há um aglomerado de pontos em ambas as nuvens formando uma imagem parecida com um 'X' inclinado para a esquerda.

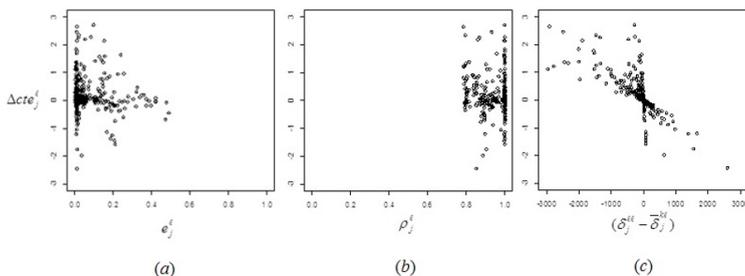


Figura 1 - Variações no *cte* (R\$ milhões) versus *iués*, coefs. de uso doméstico e fator delta para setores normais

Os dois padrões no gráfico 1.c) estão intimamente associados com o comportamento das *iués* no gráfico 1. Neste, muitos pontos se concentram bem à esquerda, isto é, para valores muito baixos das *iués*, tipo abaixo de 0,1 ou de 0,05. Os demais pontos nesse gráfico vão se espalhando para a direita até o meio do gráfico, quando o ponto mais à direita atinge o valor de 0,49 (mais alto) para as *iués*. Há portanto, dois grupos de pontos, um de *iués* uniformemente baixas e outro de *iués* variáveis.

Esses dois grupos de pontos permitem separar os dois padrões do gráfico 1.c). Os gráficos 2.a) e 2.b) da figura 2 fazem isso mostrando a separação das duas nuvens de pontos do gráfico 1.c). O gráfico 2.a) apresenta o diagrama de dispersão entre variações no *cte* e sensibilidades relativas novamente, mas apenas para os setores com *iues* ≥ 0.05 . Observe que ele apresenta apenas a parte da nuvem de pontos com inclinação quase vertical e associada a valores próximos de zero para o fator delta ($\delta_j^{ll} - \delta_j^{-kl}$). O gráfico 2.b), por sua vez, apresenta o mesmo tipo de diagrama de dispersão, porém mostrando apenas os setores com *iues* < 0.05 . Comparando-se ambos com o gráfico 3, é nítido que este é a composição dos outros dois.

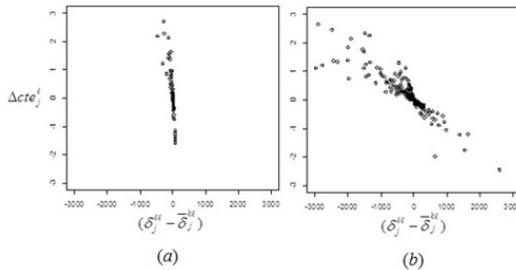


Figura 2 – Variações no *cte* (R\$ milhões) versus fator delta para (a) *iues* ≥ 0.05 e (b) *iues* < 0.05

Essa decomposição do diagrama do gráfico 1.c) da figura 1, feita nos gráficos 2.a) e 2.b) da figura 2, é importante porque permite caracterizar os setores a partir do fator delta como segue: a) Fator-delta semi-nulo (gráfico 2.a): Setores com fator delta insignificante, podendo apresentar *iues* baixas ou elevadas; b) Fator-delta significativo (gráfico 2.b): setores com amplo fator delta (negativo ou positivo) e *iues* muito baixas ou insignificantes. Dentro desses dois grupos, são de maior interesse para a política de conservação de energia, apenas os setores que produzem fortes impactos positivos sobre o *cte*. Assim, dentro do grupo “Fator-delta semi nulo”, interessam aqueles cujas *iues* sejam mais altas, próximas do máximo (são os pontos mais elevados do gráfico 2.a). Estes são os setores eletro-intensivos. E, dentro do grupo “Fator-delta significativo”, interessam aqueles setores cuja sensibilidade relativa ampla é negativa porque, como visto, esses são os que impactam positivamente o *cte*. Assim, afora os setores destacados analisados na tabela 3, os dois grupos de interesse dentre os setores normais podem então ser sumarizados como:

- Eletro-intensivos (*iues* elevadas)
- Pouco-intensivos com fator delta negativo

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou uma metodologia para análise de cenários de maior integração interna dos mercados regionais de eletricidade no Brasil via redistribuição uniforme do consumo local. A metodologia se baseia, de um lado, no uso de modelos inter-regionais de insumo-produto com um módulo de determinação do consumo setorial e regional de eletricidade. De outro, na decomposição dos impactos sobre o *cte* em fatores estruturais, como a intensidade de uso de eletricidade, o grau de consumo local de eletricidade e o que foi chamado aqui de fator delta, que é a diferença de sensibilidade estrutural às variações relativas nos coeficientes de uso local versus inter-regionais.

Essa metodologia foi aplicada ao caso brasileiro a partir de informações disponíveis para ampla e detalhada tabela inter-regional de insumo-produto com abertura de 16 setores de atividade e 27 UFs, construída por Haddad e Perobelli (2005) com dados para o ano de 2004. Foi caracterizado um cenário de redistribuição de 10% do consumo local para consumo inter-regional acontecendo simultaneamente para todos os setores em todas as UFs. Os resultados obtidos indicam que a economia brasileira é levemente propensa a aumentar seu *cte* num cenário como o considerado. Estimou-se aumento de apenas 0,3% do *cte*, logo o impacto do cenário é muito pequeno no global. Em termos setoriais, verificou-se que os impactos produzidos sobre o *cte* são uniformes e também pequenos. Em termos regionais é que os impactos sobre o *cte* são mais diferenciados, com algumas regiões induzindo aumento e outras diminuição. A metodologia permitiu também identificar dois grandes grupos ou padrões de setores que tendem a impactar mais (positivamente) o consumo de eletricidade. O primeiro são setores eletro-intensivos (que tendem a apresentar fator delta pouco significativo), e o segundo são setores pouco-intensivos no consumo de eletricidade, mas cujo fator delta é fortemente negativo. Esses dois padrões distintos de setores se revelaram significativos tanto na análise de setores destacados (*outliers*) quanto no de setores normais. Uma contribuição do artigo reside aqui, isto é, no desenvolvimento de uma metodologia com capacidade de identificar o segundo padrão de setores, uma vez que o primeiro (eletro intensivos) já era de se esperar que produzissem impactos relevantes sobre o *cte* em cenários de integração de mercados de eletricidade.

Os resultados aqui obtidos são condicionais ao tipo particular de cenário configurado. O cenário adotado foi útil, em particular, ao permitir construir formalmente uma decomposição em fatores estruturais da variação do consumo total de eletricidade, decomposição esta que não havia sido explorada antes na literatura. Deve ser apontado, no entanto, que os modelos de insumo-produto possuem a limitação de retratarem apenas o lado da demanda, isto é, não incorporam

flexibilidade de preços e reações do lado da oferta. Outros modelos, que superam essas limitações, como os da classe de modelos de equilíbrio geral computável ou da classe de modelos integrados econômico + insumo-produto também podem ser elencados para uma aplicação similar. Por outro lado, a metodologia aqui proposta é bastante flexível para incorporar cenários mais complexos que envolvam redistribuições não uniformes ou seletivas do consumo de eletricidade. Neste caso, pequenas modificações no modelo seriam necessárias. A aplicação desses cenários e de metodologias alternativas constituem interessantes e relevantes temas para pesquisas futuras em modelos para análise de impactos da integração dos mercados de eletricidade no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALCÁNTARA, V. e Padilha, E. “Key” sectors in final energy consumption: an input-output application to the Spanish case. *Energy Policy* 31. pp. 1673-1678. 2003.

ARAÚJO, J. L. R. H., Costa, A.M. A., Correia, T., Melo, E. Reform of the Reforms in Brazil: Problems and Solutions. In Sioshansi, F. P. (Editor). *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*. Oxford: Elsevier. 2008.

CHAPRA, S. C. e Canale, R. P. *Numerical Methods for Engineers*. 3rd Edition. Nova York: McGraw-Hill. 1998.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2008-2017. Ministério de Minas e Energia. Disponível em <http://www.epe.org.br>. 2009.

FUSER, I. O caminho pedregoso da integração energética. Carta Capital : Blog do GR-RI. 2015. <http://www.cartacapital.com.br/blogs/blog-do-grri/o-caminho-pedregoso-da-integracao-energetica-4485.html>. Acesso em 01/06/2016.

HADDAD, E.A e Perobelli, F.S. Matrizes Inter-regionais de Insumo-Produto: 2004 - Relatório de Pesquisa da Fundação Instituto de Pesquisa Econômica - FEA/USP. volume 1. 2005.

GUILHOTO, J. J. M. e Sesso Filho, U. A. Estimação da matriz de insumo-produto a partir de dados preliminares das contas nacionais. *Economia Aplicada*, 9 (2), abr/jun. 2005. pp. 277-299.

_____. Estimação da matriz insumo-produto utilizando dados preliminares das contas nacionais: aplicação e análise de indicadores econômicos para o Brasil em 2005. *Economia & Tecnologia*, 6 (23). out/dez. 2010. pp 53–62.

IZARD, W. Interregional and regional input-output analysis: a model for a space economy. *Review of Economics and Statistics* 33, pp. 318-338. 1951.

LIANG, Q.M., Fan, Y. e Wei, Y.M. Multiregional input-output model for regional energy requirements and CO₂ emission in China. *Energy Policy* 35, pp. 1685-1700. 2007.

LEONTIEF, W. W. *The structure of the American Economy, 1919-1929: an empirical application of equilibrium analysis*. Cambridge: Harvard University Press, 1941.

MENDONÇA, A. F. e Dahl, C. The Brazilian electrical system reform. *Energy Policy* 27, pp. 73-83. 1999.

MILLER, R. E. e Blair, P. D. *Input-Output Analysis: Foundations and Extensions*. 2nd Edition. New York: Cambridge University Press. 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. Dados relevantes: extensão das linhas de transmissão em km. Disponível em <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2011/07-Extensao-das-Linhas-de-Transmissao-do-SIN-km.html?expanddiv=07> Acesso em 21/5/2013.

PELLINI, E. Measuring the impact of market coupling on the Italian electricity market. *Energy Policy* 48, pp. 322–333. 2012

ROSEHART, W., Schellenberg, A., Behjat, L., Jazayeri, P. e Aguado, J. A. Coordinated static stability margin management of inter-regional electricity systems. IEEE Xplore Digital Library. International Symposium on Circuits and Systems, 2005. ISCAS. Kobe: IEEE. pp. 4196–4200. 2005.

ANEXO 1

Tabela A1 – Variação do cte da economia sob cenário de redistribuição espacial uniforme (R\$ milhões de 2004)

UF	Setores																Total
	Agro	Mine	Albb	Text	Papil	Quim	Nmet	Meta	Tran	Comer	Spub	Outr	Limp	Gase	Aesg	Ener	
AC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,6
AP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	-0,4	-1,1
AM	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	1,1	0,1	0,1	0,2	1,0	3,2
PA	0,2	0,4	0,2	0,0	0,0	0,1	0,7	0,1	0,3	0,3	0,9	0,2	0,1	0,3	1,4	5,3	
RO	-0,2	-0,1	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,5	-0,5	-1,1	-0,4	-0,2	-0,7	-3,2	-7,4
RR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	-0,6	-1,5
RO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,5
AL	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	-0,4	-1,3
BA	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,7	0,1	0,0	0,2	0,8	3,2
CE	0,1	0,1	0,2	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,3	0,4	1,1	0,2	0,1	0,3	1,4	4,6
MA	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,3	1,3
PB	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1	0,0	0,1	0,6	2,2
PE	-0,1	0,0	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,8	-0,2	-0,1	-0,3	-1,4	-3,8
PI	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,1	0,0	0,1	0,4	1,5
SE	0,1	2,2	0,1	0,1	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	0,3	0,1	0,5	2,3	7,3
RN	0,1	0,9	0,2	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4	0,1	0,0	0,2	0,8	3,6
DF	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,2	-0,4	-2,4	-1,2	-0,2	-0,1	-0,3	-1,4	-6,5
GO	-0,4	-0,1	-0,7	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-0,8	-1,2	-0,7	-0,3	-1,1	-5,0	-11,3
MT	-0,6	-0,1	-0,4	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-2,0	-0,3	-0,9	-0,2	-0,1	-0,3	-1,2	-6,2
MS	-0,5	0,0	-0,7	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,6	-0,5	-1,8	-0,2	-0,1	-0,4	-1,6	-6,6
ES	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-1,3
MG	0,9	0,4	1,7	0,9	0,2	1,1	1,2	5,5	0,6	1,8	1,8	8,6	0,9	0,4	1,6	6,9	34,6
RJ	0,1	22,0	0,9	0,3	0,2	1,1	0,7	2,2	0,8	1,4	3,2	13,0	1,6	0,7	2,7	12,0	62,9
SP	0,3	0,8	1,2	0,8	0,4	1,3	0,5	1,3	0,4	2,3	1,3	8,5	1,0	0,4	1,6	7,0	29,2
PR	1,2	0,1	2,6	0,7	0,7	1,4	1,1	0,5	0,8	5,0	2,1	11,1	0,9	0,4	1,4	6,3	36,3
SC	0,3	0,0	0,7	0,9	0,2	0,1	0,4	0,3	0,2	1,0	0,4	2,5	0,5	0,2	0,8	3,3	11,7
RS	0,3	0,1	0,5	0,5	0,1	0,8	0,2	0,3	0,2	0,6	0,6	3,5	0,3	0,1	0,5	2,1	10,8
Total	1,8	26,9	6,3	5,2	1,7	6,4	4,2	11,1	2,8	8,6	6,2	44,9	4,2	1,7	7,0	30,8	169,6

Fonte: Simulações feitas com modelo de insumo-produto inter-regional descrito na seção 4, construído com dados do SCN/SCR/IBGE 2005 (ver também Haddad e Perobelli, 2005).

